

· 储层改造与完井技术 · 文章编号: · 文章编号: 1004-4388(2023)06-0034-07

大庆古龙页岩油密切割体积压裂工艺参数优化探索

吴兆亮

中国石油集团渤海钻探井下技术服务分公司 天津 300283

通讯作者: Email: zlwu2023@163.com

项目支持: 渤海钻探公司重大工艺项目“大庆页岩油缝网精细压裂技术研究”(2021ZD42Y)

引用: 吴兆亮. 大庆古龙页岩油密切割体积压裂工艺参数优化探索[J]. 油气井测试, 2023, 32(6): 34-40.

Cite: WU Zhaoliang. Exploration of optimization of volume fracturing process parameters for intensive cutting of Daqing Gulong shale oil[J]. Well Testing, 2023, 32(6): 34-40.

摘要 为解决大庆古龙页岩油因其储层致密且层理缝发育缝高受限导致水平井增产困难的问题,探索青山口组 Q9 储层的有效动用程度,开展了密切割压裂工艺最大化提高储层改造体积研究,优化了密切割体积压裂工艺参数,将平均簇间距缩短至 7 m,平均段间距 52 m,可大幅提高页岩储层缝控程度;形成了以水平井 16~20 m³/min 大排量,冻胶造主缝和滑溜水造复杂缝网、石英砂中小粒径支撑剂组合和高强度加砂等为核心的大规模体积压裂关键技术,保证了主裂缝及各级层理转折裂缝有效支撑。现场试验表明,该技术能够显著提高水平井压裂效果,单井 18 个月累计产油量达 10 969.3 m³,是前期水平井产油量的 3 倍以上。研究结果表明,水平井大规模密切割体积压裂技术可以有效解决致密页岩油储层难动用的问题,为大庆古龙页岩油高效开发提供了强有力的技术支撑。

关键词 页岩油;体积压裂;压裂工艺;密切割;复杂缝网;压裂液;水平井

中图分类号: TE357 **文献标识码:** B **DOI:** 10.19680/j.cnki.1004-4388.2023.06.006

Exploration of optimization of volume fracturing process parameters for intensive cutting of Daqing Gulong shale oil

WU Zhaoliang

Downhole Technology Service Company, CNPC Bohai Drilling Engineering Co., Ltd, Tianjin 300283, China

Abstract: In order to solve the problem of difficulty in increasing production in horizontal wells caused by the tight reservoir and limited development of bedding fractures in Daqing Gulong shale oil, and to explore the effective utilization degree of the Q9 reservoir in the Qingshankou Formation, a technical breakthrough was carried out to maximize the volume of reservoir transformation through the dense cutting fracturing process. The parameters of the dense cutting volume fracturing process were optimized, reducing the average cluster spacing to 7m and the average segment spacing to 52 m, which can significantly improve the degree of shale reservoir fracture control; A large-scale volume fracturing key technology has been formed, with a large displacement of 16~20 m³/min in horizontal wells, complex fracture networks formed by gel and slippery water, a combination of small and medium-sized proppants in quartz sand, and high sand strength as the core, ensuring effective support for the main fractures and all levels of bedding transition fractures. Field experiments have shown that this technology can significantly improve the fracturing effect of horizontal wells, with a cumulative oil production of 10 969.3 m³ per well in 18 months, which is more than three times the oil production of previous horizontal wells. The research results indicate that large-scale dense cutting volume fracturing technology for horizontal wells can solve the problem of difficult utilization of tight shale oil reservoirs, providing strong technical support for the efficient development of Daqing Gulong shale oil.

Keywords: shale oil; volume fracturing; fracturing process; intensive cutting; complex seam mesh; fracturing fluid; horizontal well

页岩油主要以游离或吸附或溶解状态赋存于富有机质页岩的微米或纳米级的孔隙和裂缝中^[1-4]。页岩地层通常非常致密、孔隙度很低,页岩孔隙尺寸在几个纳米到几百个纳米范围内。页岩油在聚集机理、储集空间、流体特征、分布特征等方

面与源储分离的常规石油和近源聚集的致密油具有明显差异^[5-9]。

古龙页岩油储层位于松辽盆地北部青山口组,储层厚度较大(70~140 m),石油资源潜力巨大,是大庆油田非常规资源接替的重要领域。古页岩平

1 井自 2020 年 2 月~2023 年 10 月,已排采 500 多天,累产油气当量超万吨,日产油稳定在 13 t 左右,最高日产油 30.52 t,日产气 13 032 m³,单井产量之高,是大庆油田单井平均产量的 10 倍之多,这充分证明了,陆相页岩不仅能够生油,而且能够产油,产量不仅可观,还能稳住。于 2021 年大庆油田古龙页岩油勘探取得重大战略性突破,探区面积达 1.46×10⁴ km²,是大庆主力油田的 5 倍多,新增石油预测地质储量 12.68×10⁸ t。

大庆陆相页岩油储层深度一般在 2 700 m,为泥质页岩,储层非均质性强;基质物性较差,有效孔隙度 5%左右,渗透率 0.001~0.01 mD;同时储层黏土矿物含量高(40%左右),敏感性强,岩石塑性强^[10-12]。跟北美海相页岩油有较大差别,油藏特征的差异导致开发手段不能完全照搬国内外其他地区页岩油、气开发的成功经验。

目前采用可溶桥塞分段+多簇射孔暂堵压裂工艺,水平井段长 2 000 m 左右,段间距 60~80 m,分段数为 30 左右,压裂液为滑溜水+冻胶体系或滑溜水+线性胶体系,支撑剂为组合粒径石英砂^[13-14]。施工过程中采用“限压不限排”模式,最高排量达 20 m³/min,通过不断实践—认识—再实践—再认识,确定了水平井密切割体积压裂投产方式,推动了古龙页岩油的有效开发。但储层存在加砂困难(过液不过砂),套变问题突出,为提高储层改造效果,压裂工艺参数尚需进一步优化。

本文以大庆古龙页岩油青山组 Q9 储层为研究对象,开展了段簇优化、施工排量及加砂规模等工艺参数的研究,通过段簇优化强化页岩油储层缝控程度,通过现场试验证明了该压裂工艺的可行性,形成了“前置 CO₂ 置换驱油+小簇距+多簇射孔+高强度加砂+大排量泵注+石英砂替代陶粒+暂堵转向”技术组合为核心的体积压裂工艺,试验井 18 个月累产量达 10 969.3 m³,验证了采用该工艺参数与大庆古龙页岩油储层具有一定的适用性,为大庆古龙页岩油高效开发提供了技术支撑。

1 古页 X 井储层地质特征

古页 X 井位于古龙凹陷北部凹陷深部位 Ro>1.4%核心区,古页 X 井目标靶层为 Q9 油层。根据全岩实验数据分析,古页 X 井矿物组份以石英、长石、黏土矿物为主,其中石英含量 30.5%~32.9%,

黏土矿物含量 11.6%~44.8%,破裂压力较高,脆性指数 40%左右。水平井靶层 TOC、S₁ 较高,含油性较好,S₁ 在 8.0 mg/g,岩芯含油饱和度 29.0%;TOC 平均 1.4%。

2 压裂工艺优选及施工参数优化

利用模拟软件,对压裂工艺参数如分段/簇、射孔、施工排量及加砂规模等工艺参数进行了模拟优化,为现场施工工艺参数的确定提供了理论依据。

2.1 压裂工艺优选

为满足压后井筒全通径的需求,以便于后期井下作业施工,优选有利于实施复杂缝网的多簇射孔+可溶桥塞分段压裂技术,并在此基础上通过增加前置 CO₂ 置换驱油和暂堵转向技术将大庆古龙页岩油压裂工艺升级为以“前置 CO₂ 置换驱油+小簇距+多簇射孔+高强度加砂+大排量泵注+石英砂替代陶粒+暂堵转向”技术组合为核心的体积压裂工艺。

2.2 压裂施工参数优化

2.2.1 分簇优化

对于层理及天然裂缝较为发育的脆性页岩储层,簇间距应尽可能满足各射孔簇位置能够同时起裂,且各簇裂缝延伸过程中产生的水平双向诱导应力差尽可能超过天然裂缝的开启临界净压力,凭借应力干扰作用促使主裂缝在一定范围内发生转向,以沟通更多的天然裂缝,提高产率。

有限元模拟结果和理论计算结果表明:产生干扰的裂缝间距(Δx)与上限缝高(H)的比值为 1.5;考虑到压裂过程中各簇射孔位置裂缝内净压力实际产生的诱导应力效果差异,一般合理的簇间距应不大于诱导应力作用半径的 2 倍(见图 1、图 2)。

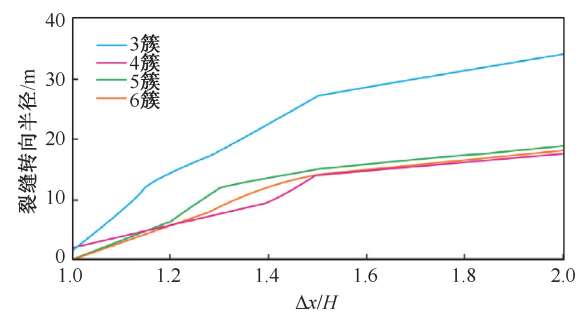


图 1 不同簇裂缝同时扩展时诱导裂缝转向半径
Fig.1 Induced crack turning radius when different clusters of cracks propagate simultaneously

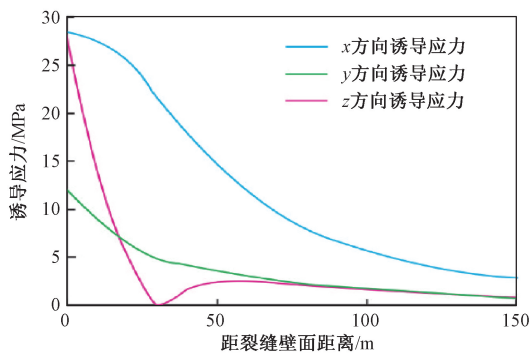


图 2 裂缝延伸过程中三向诱导应力分布
Fig.2 Three directional induced stress distribution during crack propagation

计算中,假设模型为平面应变问题,射孔深度为 0.5 m,各射孔簇长度均取 1.0 m,每簇间距相等,外边界与单裂缝扩展相同,假设有效缝高贯通主力页岩层厚 30 m,天然裂缝开启临界净压力 20 MPa,计算可得簇间距上限为 35 m,当两簇裂缝间距大于 35 m 时,将超出诱导应力有效作用范围,不利于裂缝转向和形成复杂缝。

利用压裂软件缝网模型按照目前古龙页岩油 50 m 分段长进行簇数和簇间距模拟如图 3、图 4 所示。

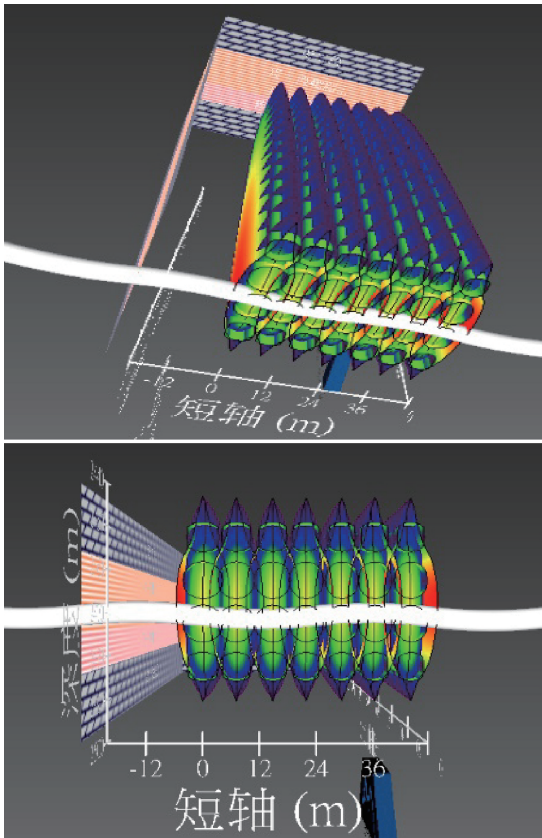


图 3 七簇裂缝三维立体剖面图
Fig.3 Seven clusters of fractures 3D section map

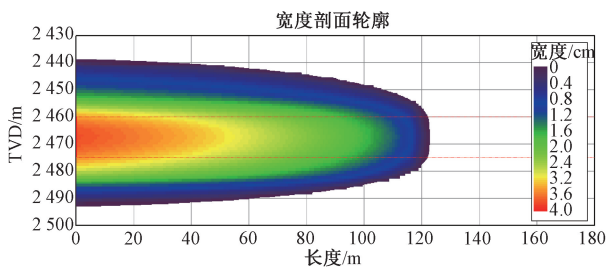


图 4 七簇裂缝二维平面剖面图
Fig.4 Seven clusters of cracks 2D plane profile

根据表 1 以 50 m 长水平段不同分簇时裂缝扩展模拟参数进行分析,对分簇数进行优化。研究表明:相同规模条件下,簇数越多,裂缝半长越短,裂缝 SRV 越大,有利于产量的提高。受储层非均质性影响簇数增多各簇并非均匀起裂,导致部分簇少进液或不进液,储层得不到充分改造;2 簇簇间距略大,为实现页岩油储层缝网改造最大化,有利于产量的提高为原则,优化 50 m 分簇数为 3~7 簇。

表 1 模拟参数汇总表 Table 1 Summary table of simulation parameters			
簇数	簇间距/m	裂缝半长/m	SRV/10 ⁴ m ³
7	7	120	103
5	10	130	98
4	12	148	95
3	16	152	92
2	25	163	86

2.2.2 射孔位置优化

射孔位置选择显示好且应力差异小的低地应力段进行射孔,同时应选择性避开自然伽马异常高、密度高、固井质量差的层段。需保证各射孔簇能够同时起裂,且各簇裂缝延伸过程中产生的水平双向诱导应力差尽可能超过天然裂缝的开启临界净压力,以沟通更多的天然裂缝,提高改造效果。

2.2.3 施工排量优化

利用压裂软件模拟不同排量下水平井单段 4 簇射孔时裂缝形态。模拟结果显示施工排量的提高有助于增加裂缝复杂性。因此压裂施工中应在保证安全的前提下尽可能提高排量,增加裂缝复杂程度,图 5、图 6、图 7 分别为 12 m³/min、15 m³/min、18 m³/min 排量裂缝形态。

参照古龙页岩油地质条件,按 4 000 m 井深进行施工压力预测,当施工排量 15~18 m³/min,预测施工压力为 61.2~77.5 MPa(见表 2)。表 3 为不同钢级壁厚套管抗压强度。

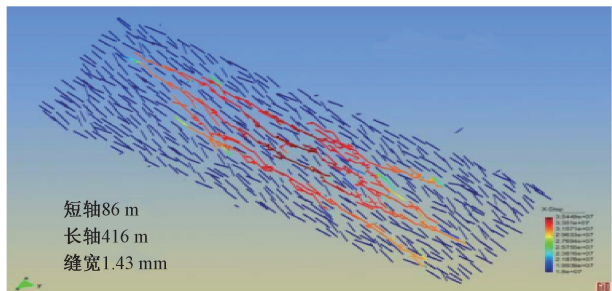


图 5 12 m³/min 排量裂缝形态
Fig. 5 Fracture morphology at 12 m³/min

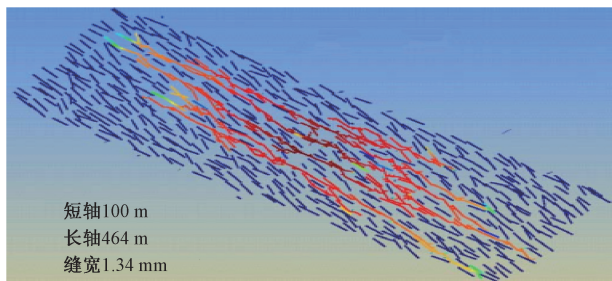


图 6 15 m³/min 排量裂缝形态
Fig. 6 Fracture morphology at 15 m³/min

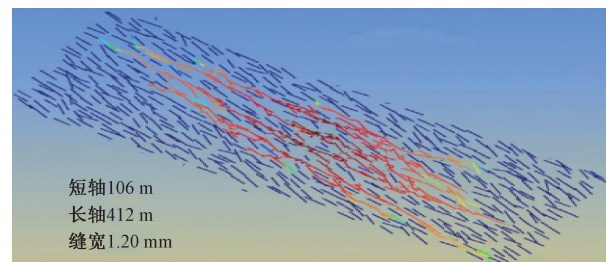


图 7 18 m³/min 排量裂缝形态
Fig. 7 Fracture morphology at 18 m³/min

表 2 施工压力预测数据

排量/ (m³·min ⁻¹)	套管摩阻/ MPa	静液柱压力/ MPa	孔眼摩阻/ MPa	泵压/ MPa
10	10.5	23	4.1	44.5
11	12.6	23	5.0	47.5
12	14.7	23	5.9	50.5
13	16.8	23	7.2	53.9
14	18.9	23	8.6	57.4
15	21.0	23	10.3	61.2
16	23.1	23	12.0	65.0
17	27.3	23	14.0	71.2
18	31.5	23	16.1	77.5

表 3 不同钢级壁厚套管抗压强度

钢级	壁厚/mm	抗内压/MPa	限压/MPa
P110	9.17	87.1	69.60
P110	10.54	93.6	74.80
P110	12.09	114.9	91.92
Q125	10.54	113.8	91.00

2.2.4 加砂规模优化

利用压裂软件产能模型分别模拟了 2.5~4.0 m³/m 加砂强度下的日产量(见图 8),模拟结果表明,加砂强度越大,初期日产量越高,但是当加砂强度超过 3.5 m³/m 后日产量增幅降低,因此推荐加砂规模 3.5~4.0 m³/m。

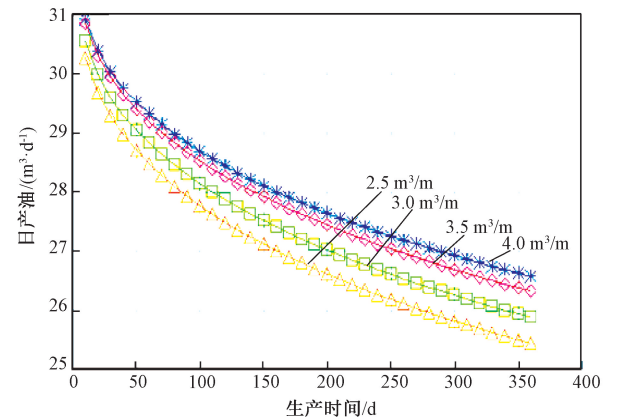


图 8 压裂软件产能模型图
Fig. 8 Fracturing software productivity model diagram

2.2.5 压裂工艺及施工参数优化小结

- (1)压裂工艺:以前置 CO₂ 置换驱油+小簇距+多簇射孔+高强度加砂+大排量泵注+石英砂替代陶粒+暂堵转向”技术组合为核心的体积压裂工艺;
- (2)分压段数:水平段 2 500 m,48 段;
- (3)段内簇数:3~7 簇,簇间距 7~16 m;
- (4)施工排量:限压不限排,当前 16~20 m³(最高 20 m³);
- (5)加砂强度:3.5~4.5 m³/m。

3 现场试验

2021 年 10 月~11 月,古页 X 井采用全金属大通径可溶桥塞分 48 段 330 簇压裂,其中第 1 段为趾端滑套,第 2~48 段段内分 7 簇,采用以前置 CO₂ 置换驱油+小簇距+多簇射孔+高强度加砂+大排量泵注+石英砂替代陶粒+暂堵转向”技术组合为核心的体积压裂工艺顺利完成了压裂施工,压裂液为滑溜水+冻胶^[15-16],共注入压裂液 57 772 m³,加砂 5 550 m³,CO₂ 用量 2 950 t。

本井采用 139.7 mm 的 Q125 钢级套管进行压裂,支撑剂采用多粒径组合石英砂(70~140 目、40~70 目、30~50 目)。压裂液采用滑溜水压裂液+胍胶压裂液体系(见表 4~表 6)。主体设计思路为低黏滑溜水造复杂缝网,胍胶压裂液作为携砂液将各级

裂缝进行全支撑。

表 4 滑溜水性能

Table 4 Slickwater performance

项目	表观黏度/ (mPa·s)	表面张力/ (mN·m ⁻¹)	界面张力/ (mN·m ⁻¹)	pH
低黏滑溜水	3.0	25.5	1.67	6~8

表 5 胍胶压裂液体系 110℃耐温耐剪切性能

Table 5 Temperature and shear resistance of guanidine gum fracturing fluid system at 110 ℃

时间/h	初始	0.5	1.0
黏度/(mPa·s)	800	220	160

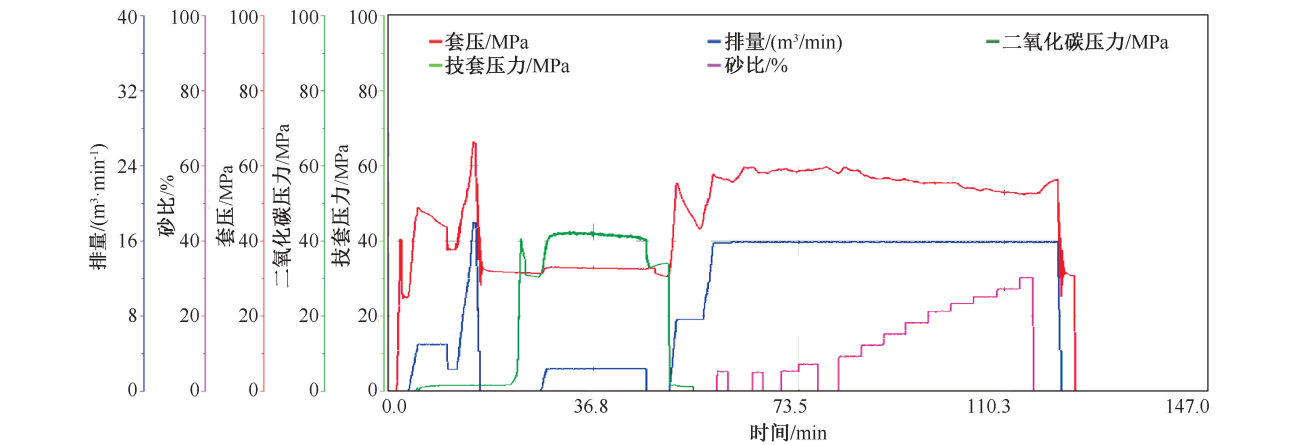


图 9 古页 X 井压裂施工曲线

Fig. 9 Fracturing construction curve of Guye X well

表 7 古页 X 井施工数据表

Table 7 Construction data sheet of Guye X well

支撑剂(5 550 m ³)				液(57 772 m ³)			液态二氧 化碳/t
规格	石英砂/m ³	规格	石英砂/m ³	规格	石英砂/m ³	滑溜水/m ³	冻胶/m ³
70~140 目(35 MPa)	3 310	40~70 目(35 MPa)	1 680	30~50 目(35 MPa)	560	10 132	47 640
							2 950

4 压裂效果分析

在页岩油压裂后返排方面,北美以海恩斯维尔为代表的高压页岩采用了控压生产,美国宾夕法尼亚 Marcellus 页岩气田针对高演化程度、低黏土含量、高失水矿物、高有机碳含量的页岩井采用焖井加较小油嘴慢速返排的制度^[17-18],国内油田基本采用焖井+油嘴控制放喷,带产量压力降至一定条件后采用人工举升方式,控制流压在饱和压力以上求产。页岩油储层压裂后普遍存在渗吸置换作用和一定的应力敏感性,国内外各油田大多采用焖井控排方式生产。因此,该井也采取焖井+较小油嘴慢速返排的排液求产制度。

该井压裂施工结束后焖井 75 d,套压由 33.0 MPa 下降至 18.19 MPa。开始 2 mm、3 mm、4 mm、

表 6 冻胶压裂液破胶性能

Table 6 Gel breaking performance of gel fracturing fluid

项目	测量结果
破胶时间/h	4.00
破胶水化液黏度/(mPa·s)	3.20
表面张力/(mN·m ⁻¹)	26.54
界面张力/(mN·m ⁻¹)	1.71
破乳率/%	98.50

采用前置 CO₂+冻胶+滑溜水+冻胶液体组合模式携砂,采用冻胶连续加砂方式施工(见图 9),压力基本稳定,显示在大排量施工条件下压裂液造缝性能良好,该井施工规模如表 7 所示。

5 mm、6 mm 油嘴控制放喷,套压由 18.19 MPa 下降至 1.9 MPa,最高日产油 43.9 m³,日产气 6 284 m³,平均稳产日产油 23.04 m³,日产水 26.6 m³,累计产气 154.7×10⁴ m³,累计产油 10 969.3 m³,累计产水 23 608 m³,返排率 37.1%。

从图 10 可以看出,该井的储层改造效果较为理想,套压开始下降较快,后逐渐变平稳,由此说明排液初期存在排液速度过快,而后期通过控压排采后油压变化非常缓慢。从日产油生产曲线可以看出,目前焖井 75 d 基本可以满足该类页岩油储层油水渗吸置换的要求。由于古龙页岩油分布范围广,不同区域页岩油储层类型差异较大,至于焖井多长时间合适以及排液制度尚在探索中,应深入开展相关机理研究,以建立一套适应于古龙页岩油压裂后焖井、排液及求产全过程方案的优化方法。

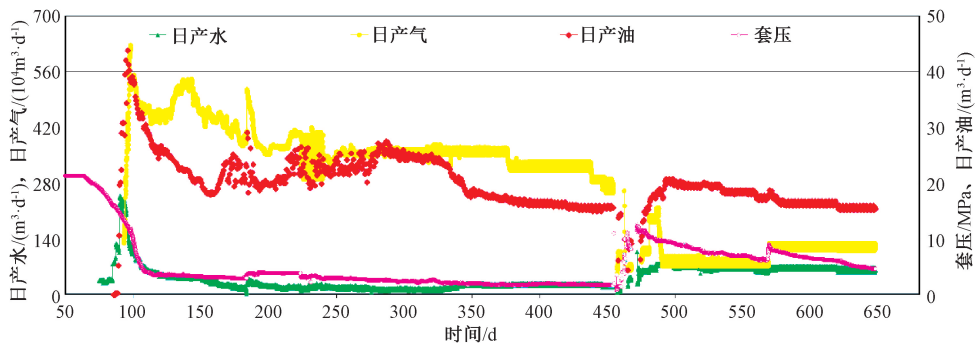


图 10 古页 X 井排液求产曲线图

Fig. 10 Production curve of Guye X well drainage

5 结论

(1) 针对大庆古龙页岩油水平井压裂提效技术难题,开展了大规模密切割压裂工艺最大化提高储层改造体积的技术攻关,优化了密切割压裂工艺参数,将平均簇间距缩短至 7 m,平均段间距 52 m,大幅提高了页岩储层缝控程度;形成了以水平井 16~20 m³/min 大排量,冻胶造主缝和滑溜水造复杂缝网、石英砂中小粒径支撑剂组合和高强度加砂等为核心的大规模体积压裂关键技术,保证了主裂缝及各级层理转折裂缝有效支撑。

(2) 现场试验表明,该技术能够提高水平井压裂动用储层体积,水平井压裂后 18 个月累计产油量达 10 969.3 m³,是前期水平井产油量的 3 倍以上,进一步证明了该井的工艺参数适应于该类页岩油储层,对后续同类储层开发具有指导意义。

(3) 研究结果表明,水平井大规模密切割体积压裂技术可以解决致密页岩油储层难动用的问题,为大庆古龙页岩油高效开发提供了强有力的技术支撑。

致谢:感谢渤钻科技处、项目组研发及现场推广人员对本研究的大力支持。

参考文献

[1] 霍秋立,曾花森,付丽,等. 松辽盆地北部青一段泥页岩储集特征及孔隙演化[J]. 大庆石油地质与开发,2019,38(1):1-8.
HUO Qiuli, ZENG Huasen, FU Li, et al. Accumulating characteristics and pore evolution for member Qing-1 mud shale in North Songliao Basin[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2019,38(1):1-8.

[2] 任颖惠,闫明琦,李闻虚,等. 松辽盆地齐家-古龙凹陷泥页岩特征及成藏期次[J]. 成都理工大学学报(自然科学版),2019,46(6):660-666.
REN Yinghui, YAN Mingqi, LI Wenxu, et al. Study on

shale characteristics and reservoir accumulation period in Qijia-Gulong Depression[J]. Journal of Chengdu University of Technology (Science & Technology Edition), 2019, 46(6):660-666.

[3] 匡立春,侯连华,杨智,等. 陆相页岩油储层评价关键参数及方法[J]. 石油学报,2021,42(1):1-14.
KUANG Lichun, HOU Lianhua, YANG Zhi, et al. Key parameters and methods of lacustrine shale oil reservoir characterization[J]. Acta Petrolei Sinica, 2021, 42(1):1-14.

[4] 何文渊,蒙启安,冯子辉,等. 松辽盆地古龙页岩油原位成藏理论认识及勘探开发实践[J]. 石油学报,2022,43(1):1-14.
HE Wenyuan, MENG Qi'an, FENG Zihui, et al. In-situ accumulation theory and exploration & development practice of Gulong shale oil Songliao basin [J]. Acta Petrolei Sinica, 2022, 43(1):1-14.

[5] 崔宝文,陈春瑞,林旭东,等. 松辽盆地古龙页岩油甜点特征及分布[J]. 大庆石油地质与开发,2020,39(3):45-55.
CUI Baowen, CHEN Chunrui, LIN Xudong, et al. Characteristics and distribution of sweet spots in Gulong shale oil reservoirs of Songliao basin [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2020,39(3):45-55.

[6] 吴河勇,林铁锋,白云凤,等. 松辽盆地北部泥(页)岩油勘探潜力分析[J]. 大庆石油地质与开发,2019,38(5):78-86.
WU Heyong, LIN Tiefeng, BAI Yunfeng, et al. Analyses of the mudstone (shale) oil exploration potential in North Songliao basin [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2019,38(5):78-86.

[7] 闫林,陈福利,王志平,等. 我国页岩油有效开发面临的挑战及关键技术研究[J]. 石油钻探技术,2020,48(3):63-69.
YAN Lin, CHEN Fuli, WANG Zhiping, et al. Challenges and technical countermeasures for effective development of shale oil in China [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2020,48(3):63-69.

[8] 孙龙德,刘合,何文渊,等. 大庆古龙页岩油重大科学问



- 题与研究路径探析[J]. 石油勘探与开发, 2021, 48(3): 453-463.
- SUN Longde, LIU He, HE Wenyuan, et al. An analysis of major scientific problems and research paths of Gulong shale oil in Daqing oilfield, NE China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2021, 48(3): 453-463.
- [9] 胥云, 雷群, 陈铭, 等. 体积改造技术理论研究进展与发展方向[J]. 石油勘探与开发, 2018, 45(5): 874-887.
- XU Yun, LEI Qun, CHEN Ming, et al. Progress and development of volume stimulation techniques[J]. Petroleum Exploration and Development, 2018, 45(5): 874-887.
- [10] 李士超, 杨建国, 柳波, 等. 松辽盆地三肇凹陷青山口组一段泥页岩岩石学特征及岩相划分——以松页油 3 井为例[J]. 地质与资源, 2021, 30(3): 317-324.
- LI Shichao, YANG Jianguo, LIU Bo, et al. Petrology and lithofacies of Shale from the first member of Qingshankou formation in Sanzhao sag, Songliao basin: a case study of SYY-3 well[J]. Geology and Resources, 2021, 30(3): 317-324.
- [11] 何文渊, 冯子辉, 张金友, 等. 松辽盆地北部古龙凹陷古页 8HC 井地质剖面特征[J]. 油气藏评价与开发. 2022, 12(1): 1-9.
- HE Wenyuan, FENG Zihui, ZHANG Jinyou, et al. Characteristics of geological section of Well-GY8HC in Gulong Sag, Northern Songliao basin [J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2022, 12(1): 1-9.
- [12] 何文渊, 柳波, 张金友, 等. 松辽盆地古龙页岩油地质特征及关键科学问题探索[J]. 地球科学, 2023, 48(1): 49-62.
- HE Wenyuan, LIU Bo, ZHANG Jinyou, et al. Geological characteristics and key scientific and technological problems of gulong shale oil in Songliao basin[J]. Earth Science, 2023, 48(1): 49-62.
- [13] 张永平, 魏旭, 唐鹏飞, 等. 松辽盆地古龙页岩油储层压裂裂缝扩展机理与压裂工程技术[J]. 大庆石油地质与开发, 2020, 39(3): 170-176.
- ZHANG Yongping, WEI Xu, TANG Pengfei, et al. Fracture propagating mechanism and fracturing engineering technology in Gulong shale oil reservoirs of Songliao basin [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2020, 39(3): 170-176.
- [14] 苏皓, 雷征东, 张荻荻, 等. 致密油藏体积压裂水平井参数优化研究[J]. 岩性油气藏, 2018, 30(4): 140-148.
- SU Hao, LEI Zhengdong, ZHANG Didi, et al. Volume facturing parameters optimization of horizontal well in tight reservoir[J]. Lithologic Reservoirs, 2018, 30(4): 140-148.
- [15] 李风光, 吕选鹏, 王晓磊, 等. 浅层低渗透油气井超低温压裂液体系研究[J]. 油气井测试, 2021, 30(5): 37-43.
- LI Fengguang, LYU Xuanpeng, WANG Xiaolei, et al. Study on ultra-low temperature fracturing fluid system for shallow oil and gas wells with low permeability[J]. Well Testing, 2021, 30(5): 37-43.
- [16] 吕宜珈. 一种适用于页岩油气井工厂化体积压裂的新型液体破胶剂[J]. 油气井测试, 2023, 32(4): 39-43.
- LYU Yijia. A new liquid gel breaker suitable for industrial volume fracturing of shale oil/gas wells[J]. Well Testing, 2023, 32(4): 39-43.
- [17] 刘刚, 杨东, 梅显旺, 等. 松辽盆地古龙页岩油大规模压裂后闷井控排方法[J]. 大庆石油地质与开发, 2020, 39(3): 147-154.
- LIU Gang, YANG Dong, MEI Xianwang, et al. Method of well-soaking and controlled flowback after large-scale fracturing of Gulong shale oil reservoirs in Songliao basin [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2020, 39(3): 147-154.
- [18] 庞彦明, 王永卓, 王瑞, 等. 松辽盆地古龙页岩油水平井试采分析及产能预测[J]. 大庆石油地质与开发, 2020, 39(3): 137-146.
- PANG Yanming, WANG Yongzhuo, WANG Rui, et al. Production test analysis and productivity prediction of horizontal wells in Gulong shale oil reservoirs. Songliao Basin[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2020, 39(3): 137-146.

编辑 穆立婷

第一作者简介: 吴兆亮, 男, 1974 年出生, 大专, 1994 年毕业于大港石油管理局石油学校钻井工程专业, 现从事非常规油气井储层改造技术研究、现场技术服务和管理工作。电话: 022-25932518; Email: zlwu2023@163.com。通信地址: 天津市滨海新区大港油田渤海钻探井下技术服务分公司, 邮政编码: 300283。